

ENERGIA ELÉTRICA

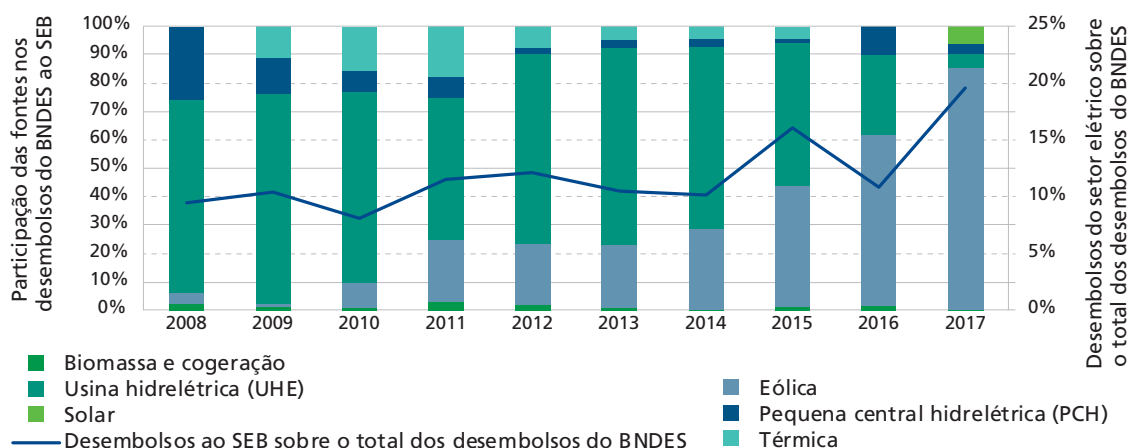
Alexandre Siciliano Esposito

DIAGNÓSTICO E VISÃO GERAL DO TEMA

Entre 2001 e 2017, os investimentos no setor elétrico brasileiro (SEB), sobretudo em geração de energia, ganharam impulso. De acordo com os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a capacidade instalada cresceu cerca de 110%.¹ A matriz elétrica brasileira diversificou-se e as grandes hidrelétricas tiveram sua posição relativa reduzida de 80% para 60%, no mesmo período.

O BNDES desempenhou papel crucial na expansão e diversificação da matriz elétrica. Depois da implantação da sistemática de leilões públicos, iniciada em 2005, havia preponderância das fontes convencionais (hidrelétricas e térmicas) nos desembolsos do BNDES. Todavia, a presença das fontes renováveis alternativas é crescente, como evidencia o Gráfico 1, com destaque para a energia eólica e, mais recentemente, para a energia solar, que deve seguir o mesmo caminho.

Gráfico 1. Participação das fontes de energia nos desembolsos do BNDES e participação do SEB nos desembolsos totais do BNDES (2008-2016)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados internos.

¹ Em valores históricos, os investimentos em geração de energia responsáveis por essa expansão, monitorados pelo BNDES entre 2001 e 2017, foram de aproximadamente R\$ 300 bilhões. Adicionando-se a esse montante os investimentos em transmissão e distribuição de energia, o total do setor corresponde a R\$ 550 bilhões. Entre 2003 e 2017, os desembolsos do BNDES ao setor corresponderam a R\$ 166,1 bilhões.

A Tabela 1 sintetiza o exposto nos últimos dois relatórios de efetividade do BNDES² demonstrando a relevância do Banco para a expansão das principais fontes de energia entre os anos de 2008 e 2016, sobretudo para usinas hidrelétricas e eólicas. A tabela complementa o Gráfico 1, que ilustra o crescimento da participação relativa do SEB (de 10% para 20%) no total dos desembolsos do BNDES.

Tabela 1: Participação do BNDES na expansão da geração de energia (2008-2016)

SEGMENTO	UNIDADE	BRASIL: CAPACIDADE FIM DE 2007 (A)	BRASIL: AUMENTO ENTRE 2008 E 2016 (B)	BRASIL: CAPACIDADE FIM DE 2016 (C)	BNDES: PROJETOS FINANCIADOS (D)	PARTICIPAÇÃO DO BNDES (D/B) (%)
Hidrelétricas*	MW	73.788	23.141	96.929	19.660	85
Termelétricas	MW	22.487	20.789	43.276	7.742	37
Eólicas	MW	142	9.982	10.124	7.600	76
Total	MW	96.417	53.912	150.329	35.002	65

Fonte: Elaboração própria, com base em *Relatório de efetividade 2007-2014* e *Relatório de efetividade 2017* do BNDES.

* Inclui PCHs.

Nas últimas duas décadas, a atuação do BNDES foi complementar à da política energética, ao destinar suas melhores condições de financiamento – taxas de juros, prazos e alavancagem máxima – às novas tecnologias de geração de energia. O Banco adotou como prática a divulgação anual e a vinculação aos leilões das condições financeiras disponibilizadas aos vencedores dos certames, possibilitando previsibilidade para investimentos de longo prazo de maturação.

Também foram definidos critérios flexíveis e evolutivos de credenciamento de aerogeradores e sistemas fotovoltaicos e o financiamento às linhas de montagem desses equipamentos foi viabilizado. O BNDES exerce, portanto, um papel institucional que vai além do de credor de longo prazo, sendo capaz de influenciar as trajetórias tecnológicas a serem percorridas quando essas são compatíveis com o planejamento energético, suas metas de longo prazo e com os compromissos internacionais (como o Acordo de Paris para a redução de emissões de gases de efeito estufa).

A perspectiva de investimentos do BNDES para o setor elétrico nos próximos quatro anos (2018-2021) é de R\$ 160,3 bilhões, o que denota que as necessidades do setor permanecem

² RELATÓRIO de efetividade 2007-2014: a contribuição do BNDES para o desenvolvimento nacional. 2. ed. [Rio de Janeiro]: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, [2015]. 132 p. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/6523>>. Acesso em: 15 out. 2018; e RELATÓRIO de efetividade 2017: efetividade para um novo ciclo de crescimento econômico. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2018. 173 p. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/15145>>. Acesso em: 15 out. 2018.

intensas, demandando investimentos e crédito de longo prazo,³ bem como reformas importantes do marco regulatório.

Apesar da grande expansão da oferta de energia, houve ineficiências em sua evolução, tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda.⁴ Na oferta de energia, são exemplos de ineficiência: (i) necessidade de contratação de energia de reserva (ou energia adicional) determinada pelo poder concedente acima da necessidade de mercado; e (ii) atrasos na implantação de projetos licitados em transmissão e geração de energia.⁵

Na demanda, uma relevante ineficiência de mercado foi o fato de os consumidores terem se deparado com a redução de tarifas decorrente dos efeitos da MP 579/2012 (Lei 12.783/2013) em um quadro de suprimento de energia bastante adverso, de redução intensa dos reservatórios das hidrelétricas e de aceleração dos custos operativos, desde o fim de 2012 até hoje. Isso significa que, entre 2012 e 2015, o sinal de preços foi invertido e os preços declinaram enquanto os custos subiram.

A fim de superar algumas dessas ineficiências, a partir de 2016 foram realizados alguns ajustes com o objetivo de minimizar atrasos e frustrações na geração e na transmissão de energia, com destaque para:

- elevação dos preços iniciais nos leilões;
- alongamento dos prazos de implantação previstos nos editais; e
- aprimoramento dos requisitos financeiros dos detentores dos projetos com a exigência de comprovação de parcela do aporte de capital e/ou da obtenção de financiamento entre os marcos iniciais dos cronogramas de implantação.

Contudo, ainda há ajustes a serem feitos, sendo o de maior destaque no atual contexto as liquidações financeiras no mercado de curto prazo. De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), até o fim de 2018, as liquidações não executadas no mercado de curto prazo (MCP) devem totalizar R\$ 13 bilhões, em consequência de liminares judiciais cuja origem e fundamentação estão associadas ao déficit de suprimento do parque hídrico nacional em função do período de baixas afluências hidrológicas.

Para entender o problema do MCP, é necessário compreender como funciona o mercado elétrico. O mercado do SEB tem dois universos com funções distintas: o comercial e o energético. O suprimento de energia que engloba geração e transmissão é centralizado no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Essa centralização foi justificada

³ Estima-se que haverá investimentos entre R\$ 820 bilhões e R\$ 1,2 trilhão no setor até 2035, a depender do ritmo de retomada da atividade econômica e das transformações setoriais a serem realizadas.

⁴ Para mais detalhes, ver ESPOSITO, A. S. Energia elétrica. In.: PUGA, F. P.; CASTRO, L. B. (Org.). *Visão 2035: Brasil, país desenvolvido: agendas setoriais para alcance da meta*. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2018. 437 p. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/16040>>. Acesso em: 15 out. 2018.

⁵ As principais explicações para os atrasos são: redução forçada dos preços-teto dos leilões (objetivando a modicidade tarifária), elevação da dependência de estatais para a execução dos projetos a preços módicos, e prazos curtos de implantação, incompatíveis com os trâmites de licenciamento e execução dos projetos. No mais, houve diversos percalços nos processos de licenciamento ambiental, disponibilização de terrenos, bem como dificuldades financeiras, judiciais e trabalhistas das empresas envolvidas nos investimentos a serem executados.

tecnicamente no momento de sua criação por conta da otimização intertemporal do uso da água dos reservatórios das hidrelétricas, complementando as demais fontes.

Consequentemente, para que fosse possível a venda de energia em qualquer prazo, independentemente do que fosse gerado por cada usina, foi necessário definir as quantidades de energia de referência. Assim, foi criado o conceito de garantia física (GF) das usinas que, em linhas gerais, pode ser definido como o montante de energia determinado pelo poder concedente com que, no longo prazo, cada geradora é capaz de contribuir para o atendimento ao mercado. São as quantidades de GF que dão base física (lastro) aos contratos de compra e venda de energia (CCVE).

A venda de energia pode ocorrer por meio de leilões públicos no ambiente de contratação regulado (ACR) e/ou no ambiente de contratação livre (ACL). No ACR, as distribuidoras são as compradoras, enquanto nos ACL, consumidores livres, comercializadoras de energia e geradores têm liberdade de negociar contratos bilateralmente.

O mercado de curto prazo (MCP), por fim, é responsável pelo equilíbrio geral de mercado (mercado de diferenças). É no MCP que são liquidadas as diferenças positivas e negativas entre compras e vendas de energia, entre contratos e consumo, ou entre contratos e geração de energia.

Qualquer desequilíbrio deve ser apurado e liquidado pelo preço de liquidação de diferenças (PLD). O PLD, por sua vez, reflete o custo marginal de operação (CMO) do sistema de acordo com o despacho otimizado do parque gerador hidrotérmico executado pelo ONS porém, com valores máximo e mínimo definidos anualmente pela Aneel (para 2018, respectivamente R\$ 40,16/MWh e R\$ 505,18/MWh).

Como destacado anteriormente, a geração de energia das hidrelétricas (UHE) é determinada pelo ONS, enquanto a comercialização de energia é realizada pelos agentes de mercado até o valor das GFs. Assim, a geração efetiva e as vendas de energia não necessariamente coincidem, pois ambas são afetadas pelo risco hidrológico a que as usinas estão sujeitas.

Para minimizar o risco hidrológico individual de cada UHE, foi instituído um mecanismo centralizado de minimização desse risco (Decreto 2.655/1998), intitulado mecanismo de realocação de energia (MRE). Por meio dele, usinas superavitárias em recursos hídricos (geração > garantia física) cedem energia excedente às usinas com déficit de recursos (geração < garantia física).⁶

Porém, quando todo o conjunto de usinas hidrelétricas integrantes do MRE não gera energia suficiente para atender à soma de suas garantias físicas, ocorre o déficit sistêmico. A implicação imediata desse déficit é a necessidade de redução temporária das GFs das hidrelétricas integrantes do MRE. Essa redução é expressa pelo fator de ajuste do mecanismo,

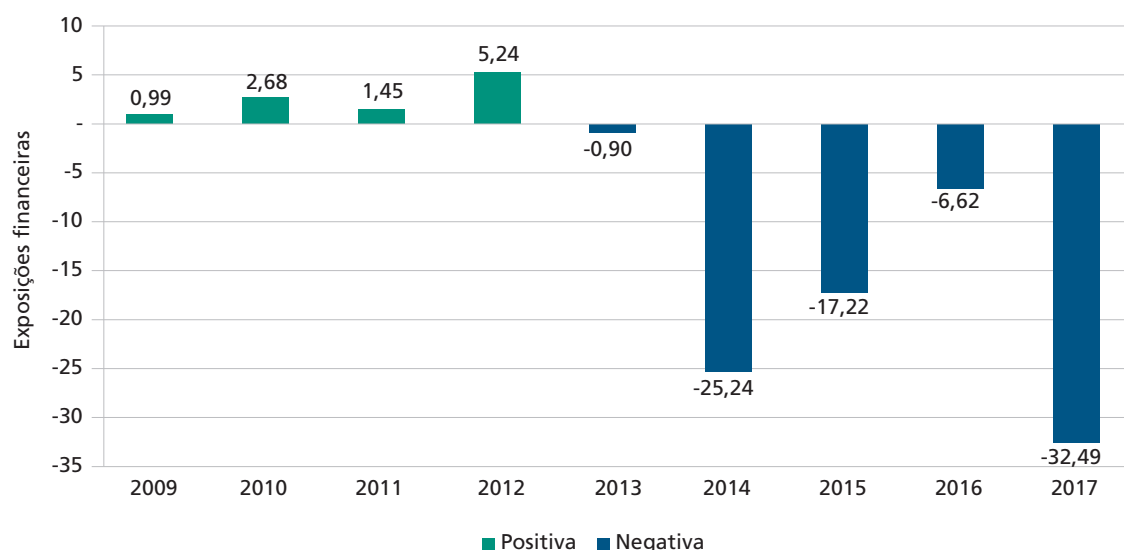
⁶ A fim de custear a operação e a manutenção das usinas participantes do MRE, a Aneel calcula anualmente a tarifa de energia de otimização (TEO), para que as usinas deficitárias paguem às superavitárias o excedente energético cedido no âmbito do mecanismo. Como a TEO reflete os custos operativos das hidrelétricas e estes não se alteram muito ao longo do tempo, no longo prazo, as GFs de cada usina refletem sua contribuição de geração efetiva e as cessões de energia dentro do MRE, valoradas pela TEO, não geram desequilíbrios financeiros entre as usinas integrantes desse mecanismo.

denominado *generation scaling factor* (GSF). Esse fator expressa a relação entre a energia gerada de todo o bloco de usinas hidrelétricas integrantes do MRE (de acordo com a decisão ótima do ONS) e a soma das GFs das usinas. Consequentemente, são três as possibilidades de exposição financeira das hidrelétricas no mercado de curto prazo, de acordo com os patamares de GSF, caso as usinas tenham contratado todo seu lastro físico:

1. $GSF > 1$ ($\sum \text{Geração} > GFs$) \rightarrow Exposição positiva (venda de excedentes)
2. $GSF = 1$ ($\sum \text{Geração} = GFs$) \rightarrow Exposição nula
3. $GSF < 1$ ($\sum \text{Geração} < GFs$) \rightarrow Exposição negativa (déficit sistêmico)

Com a seca prolongada, iniciada no fim de 2012, a partir de 2013 o GSF ficou abaixo da unidade, implicando exposições financeiras negativas que perduram até hoje, conforme indica o Gráfico 2. Esse gráfico exemplifica o problema financeiro estrutural por que passam as hidrelétricas integrantes do MRE, uma vez que, quando todo o bloco hídrico é superavitário ($GSF > 1$), o PLD em geral apresenta preços baixos (até R\$ 100/MWh); e, quando todo o bloco hídrico é deficitário ($GSF < 1$), o PLD apresenta preços mais altos (perto ou acima de R\$ 300/MWh).

Gráfico 2: Estimativa das exposições médias financeiras associadas ao GSF (R\$ bilhões)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do portal da CCEE, disponíveis em <www.ccee.org.br>. Acesso em: 15 out. 2018.

Assim, muito embora em termos energéticos superávits e déficits possam ser simétricos, por conta dos patamares diferentes de PLD entre os momentos de superávit e déficit, o resultado financeiro das hidrelétricas integrantes do MRE torna-se estruturalmente assimétrico no MCP. O Gráfico 2 ilustra a estimativa dessa assimetria a partir de referências anuais de GSF, PLD e GFs. Nele, os montantes financeiros de déficit, de R\$ 80 bilhões entre 2014 e 2017, correspondem a oito vezes os de superávit entre 2009 e 2012. Claramente, não há sustentabilidade financeira de longo prazo e, talvez, nem de curto prazo para o MRE em vigor.

AÇÕES EM CURSO E PROPOSTAS

Solução estrutural para o MCP

Em razão das situações hídrica e financeira críticas, geradores e/ou suas associações de classe em 2015 passaram a contestar na Justiça os valores devidos no mercado de curto prazo. Por isso, houve concessão de liminares obrigando a Aneel a comunicar à CCEE a suspensão de liquidações financeiras no MCP. Os fundamentos das liminares judiciais obtidas não estão na assimetria financeira entre as exposições financeiras positivas e negativas, mas na seguinte sustentação comum: a possibilidade, de fato exercida no histórico recente, de deslocamento (para baixo) da geração hidrelétrica, discricionariamente pelo poder público, e, portanto, sem a possibilidade de minimização e previsão de despesas por parte dos geradores.⁷

Para sanar essa questão legal, mas sem necessariamente resolver o problema financeiro estrutural, e retomar as liquidações financeiras no MCP, o poder concedente ofereceu aos agentes duas formas distintas de cobertura do risco hidrológico para o ACR e o ACL (Lei 13.203/2015). Essas propostas tinham como objetivo incentivar os agentes a desistir de suas liminares (direitos pregressos e futuros).

A proposta para os contratos no ambiente de contratação regulado (ACR) foi de transferência parcial ou integral das exposições negativas das UHEs no MCP para os consumidores. Como contrapartida, as geradoras passaram a pagar um prêmio de risco associado ao grau de transferência de risco repassado ao consumidor. Nessa proposta, por analogia, os consumidores de energia são seguradoras de risco, enquanto a Aneel e o poder concedente são os corretores e definidores de apólices de seguros. Depois de discussões e ajustes, praticamente todos os riscos hidrológicos dos contratos do ACR foram repactuados. Em contrapartida, os agentes que aceitaram a proposta renunciaram seus direitos associados às liminares e grande parte da liquidação financeira no MCP foi retomada.

No caso do ambiente de contratação livre (ACL), não houve proposta de transferência de risco e despesas aos consumidores, mas a possibilidade de os agentes investirem ou contratarem energia de reserva para mitigar o risco hidrológico não coberto pelo MRE. O benefício para os agentes seria a extensão das outorgas em prazo proporcional ao risco hidrológico mitigado. Na época, o mercado não achou a proposta interessante. Assim, para os geradores no ACL, foram mantidas as liminares judiciais que suspendem a cobrança das exposições negativas, impedindo que a CCEE realizasse essa cobrança das usinas. Por esse motivo, persistem paralisações de liquidações no MCP acumuladas até o fim de 2017 em R\$ 7,5 bilhões e estimadas para o fim de 2018 em até R\$ 13 bilhões.⁸

⁷ Foram exemplos de decisões discricionárias que provocaram o deslocamento hidrelétrico, citadas pelo agentes do setor e presentes em justificativas de medidas provisórias e projetos de lei debatidas: despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito (acima do que o modelo de otimização previa), decisão de importar mais energia de países vizinhos, conceder a usinas estruturantes (Jirau e Santo Antônio) valores de GF acima do que seria calculado pelo critério vigente (e do que seria o benefício dessas usinas para o MRE e para o sistema), entre outros fatores.

⁸ Até a publicação deste capítulo, os dados atualizados para o ano ainda não estavam disponíveis.

Essa questão ainda carece de solução institucional, tendo sido alvo de projetos de lei e medidas provisórias. O mais recente foi o Projeto de Lei 10.985/2018, cuja finalidade era buscar compensar as UHEs pelas despesas financeiras do chamado deslocamento hidrelétrico proveniente de ações/decisões de política setorial desde 2013. As principais despesas são: despacho térmico fora da ordem de mérito, ou seja, acima do previsto pelos modelos de otimização, e importações de energia e efeitos pregressos do uso da energia hidrelétrica dos integrantes do MRE para cobrir o déficit de geração proveniente de empreendimentos estratégicos. A compensação financeira se daria pela extensão do prazo de outorga das usinas, como sugerido à época da Lei 13.203/2015.

Tais iniciativas legais minoram os efeitos negativos associados ao GSF e podem até convencer os agentes geradores a desistir das liminares que paralisaram parte relevante das liquidações do MCP. Contudo, elas não se apresentam como soluções estruturais. Estimativas da CCEE apontam que o impacto do PL 10.985/2018 é de redução de 3% nas despesas financeiras cujas liquidações estão suspensas. A solução estrutural passa pelo reconhecimento de que atualmente o MCP é disfuncional, tendo em vista a assimetria financeira entre as exposições financeiras positivas e negativas ilustradas no Gráfico 2. Para resolver a questão da assimetria financeira das hidrelétricas, há dois possíveis caminhos: o fim do MRE ou sua refundação.

O MRE atual é anacrônico por um conjunto de elementos estruturais:

- A matriz brasileira diversificou-se com tendência de contínua redução do papel das hidrelétricas no longo prazo.
- As dificuldades de licitação de usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação farão com que cada vez mais o suprimento do mercado seja garantido pelo uso de térmicas quando faltarem recursos renováveis.
- No longo prazo, poderá haver outras opções de armazenamento, como baterias, bem como a difusão de recursos energéticos distribuídos e resposta da demanda, como o corte de carga ou sua redução por sinal de preços.

Por esse motivo, não há sentido econômico em continuar com um mecanismo centralizado de mitigação de risco concebido em meados dos anos 1990, quando a essência da oferta de energia era quase exclusivamente hidrelétrica (cerca de 90%). A opção de término do MRE envolve, na verdade, um redesenho do mercado de energia. O principal motivador dessa rota de reforma é dar autonomia ao agente hidrelétrico para avaliar o risco do seu recurso, que pode passar por instrumentos financeiros (seguros privados) ou energéticos (*hedge* de portfólio).

Além disso, há um fato mais relevante do que os instrumentos destacados: a definição do valor da energia e do valor da água nos reservatórios. Atualmente, o papel do MCP e de seu preço, o PLD, é relevante, e implica movimentações financeiras bilionárias, sendo que os principais agentes expostos a esse preço são totalmente passivos na determinação tanto do despacho de suas usinas quanto do preço de mercado a que se sujeitam. Ambos são determinados por um modelo computacional de otimização.

Nessa opção de novo desenho de mercado, o despacho das usinas de todas as fontes de energia seria por oferta de preços e quantidades. Dessa forma, os agentes teriam

autonomia para estimar suas eventuais exposições positivas e negativas de mercado ao longo do tempo, e definir os preços de acordo com suas avaliações sobre o risco hidrológico e de todos os outros recursos. Para tanto, além do fim do MRE também acabaria a possibilidade de o ONS realizar a otimização do despacho do bloco hidrotérmico sob sua responsabilidade.

O despacho das usinas por oferta de preços tem uma vantagem intrínseca: a autonomia dos agentes em relação ao resultado do despacho de seus ativos será institucionalmente menos controversa. Nesse sentido, o poder concedente não necessitará tomar decisões relevantes para o dia a dia do mercado, as quais afetariam financeiramente os clientes, nem arcará com o ônus de conviver com contestações legais e pleitos de ressarcimento (conforme ocorre atualmente).

Apesar de a ideia ser simples em seu conceito, a operacionalização da oferta de preços não é trivial, pois há preocupações quanto à defesa da concorrência, a fim de conter elevações de preço exorbitantes, além de questões físicas da estrutura de oferta que requerem minimamente uma coordenação que acompanhe e promova a competição. No caso do Brasil, o exemplo notório de necessidade de coordenação é a sequência de hidrelétricas em cascata, que implica a necessidade de decisão colegiada ou compartilhada.

No passado, quando havia poucos agentes e todos eram estatais, antes da introdução da iniciativa privada, era mais trivial atingir uma solução cooperativa e corporativa para a decisão quanto ao uso do recurso hídrico. Com o atual quadro heterogêneo societário das concessões das usinas em uma mesma bacia hidrográfica, outras formas institucionais e de mercado são necessárias, a fim de coordenar (com maior ou menor eficiência) a gestão dos recursos hídricos em cascata. São exemplos, em geral excludentes entre si:

- Estímulo à concentração da propriedade (com a formação de oligopólios ou monopólios regionais); ou seja, um agente específico detendo o conjunto da cascata. Como há a possibilidade de dano ao consumidor, são imprescindíveis esforços maiores na supervisão/regulação do mercado que não necessariamente levarão a resultados socialmente eficientes.
- Acordo de bacias para uso do recurso hídrico, tomado por decisão colegiada, sendo um exemplo a delegação de poderes a um ente da bacia “supra-agente” sobre a decisão de quanto, quando e em que valor usar a água, cabendo ao gerador a definição apenas do valor da energia a ser ofertado no mercado.
- Migração da propriedade das usinas para a propriedade de uma parcela da cascata inteira, implicando solidariedade nas decisões de uso dos recursos entre os agentes, ao mesmo tempo que se preserva a competição entre os agentes.
- Formação de um ambiente de mercado exclusivamente para o recurso hídrico. Nesse caso, seja para o mercado de energia, seja para o mercado de água, seria relevante uma estrutura de oferta com baixo grau de concentração, a fim de evitar o exercício de poder de mercado.

Uma vez superada a decisão do uso da água e seu apreçamento, é necessário refletir sobre o desenho financeiro e contratual do futuro mercado atacadista de energia (incluindo a estrutura de oferta – concentrada ou pulverizada), a fim de evitar as ineficiências do atual, sobretudo no que toca ao MCP. Um caminho mais natural, percorrido por mercados elétricos de outros países é estruturar um ambiente de comercialização em bolsa. As principais vantagens de uma bolsa de energia seriam as possibilidades de dispor ao mercado:

- Um conjunto de contratos padronizados em prazos e perfis de entrega.
- Um esquema de *clearing house*, cuja operacionalização passa por requisitos financeiros para que um agente do mercado elétrico possa honrar suas posições de compra. Para tanto, será fundamental o papel do sistema financeiro, representando os agentes e definindo suas margens de operação.
- A redução da periodicidade das liquidações e transações da atual base mensal, por exemplo, para a base diária, a fim de desconcentrar o risco financeiro das exposições de mercado e sinalizar o preço da energia aos compradores em cada momento no tempo.

Outra possibilidade de resolução estrutural do MCP é a de redesenho do MRE, sem necessariamente mudar o atual desenho do mercado atacadista de energia. Dado o crescimento da participação relativa das fontes térmica e eólica na matriz, seria oportuna a ampliação do MRE para representantes dessas fontes. Com isso, haveria um novo MRE “hidro-térmico-eólico”. Nele, as trocas de energia entre os blocos de usinas das três principais fontes se dariam com base em uma tarifa definida pela Aneel que refletiria o custo médio operacional do sistema, ponderado pelas participações relativas das fontes no sistema.⁹

As vantagens do MRE hidro-térmico-eólico seriam:

- ancoragem das expectativas dos agentes, que passariam a contar com referência previsível e simétrica de valor das trocas de energia;
- baixo esforço regulatório ao mudar marginalmente as regras de mercado; e
- redução de conflitos de interesse entre os agentes (que atuam nos principais segmentos de geração de energia), pois seriam induzidos a preservar ou aprimorar a cooperação em razão do tratamento equânime das trocas de energia.

Como a referência de valor das trocas entre as fontes seria a mesma (o custo médio de geração da matriz elétrica), uma vez bem calculadas as garantias físicas das usinas, os superávits e déficits se compensariam financeiramente e seria preservado o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de compra e venda.

Demais contribuições do BNDES para o mercado elétrico

Para além das discussões sobre o MRE, o BNDES contribui nos debates setoriais de reforma em outros temas, com o objetivo de aprimorar instrumentos contratuais e desenhos de mercado. São exemplos do papel institucional do BNDES:

⁹ Estima-se que esse valor seria de aproximadamente R\$ 200/MWh.

- apoio técnico à Eletrobras na padronização dos contratos do programa de incentivo às fontes alternativas (Proinfa);¹⁰
- colaboração na estruturação de instrumentos de garantias para a implementação de garantias acessórias aos contratos do ACR;
- participação nas discussões sobre o novo modelo de contratação de energia eólica,¹¹ avaliando sua percepção de risco e seu impacto nos preços finais;
- frequente participação em grupos técnicos, chamadas e audiências públicas para o desenvolvimento de novas tecnologias e normas.

Consequentemente, as análises e proposições técnicas do BNDES mostram-se relevantes aos formuladores da política setorial ao avaliar e destacar os riscos diante dos novos desenhos de mercado e contratos que deverão emergir na reforma do marco regulatório, em debate desde a Consulta Pública 33/2017 (CP 33), do Ministério de Minas e Energia.

Entre as diretrizes da CP 33 para a transformação setorial, destaca-se o término das formas de contratação e dos subsídios exclusivos e específicos de diferentes fontes de energia,¹² a serem substituídos por um processo concorrencial mais amplo e transparente entre as diversas tecnologias. Para tanto, a transparente mensuração da contribuição de cada fonte de energia ocorreria, no novo mercado elétrico que se avizinha, pelo apreçamento de dois produtos/serviços de mercado distintos:

- a quantidade de energia, vendida no curto, médio ou longo prazo (tanto em ambiente regulado – leilões – quanto livre); e
- o lastro, geralmente associado a características de bem público (demandas difusas do setor ou da sociedade). O serviço de lastro congregaria uma série de atributos técnicos e econômicos das fontes. São exemplos: serviços ancilares de rede, rápido acionamento e flexibilidade operativa (hidrelétricas e térmicas fósseis); armazenamento de energia (reservatórios e sistemas de baterias); redução de emissões (fontes renováveis); e proximidade aos consumidores (recursos energéticos distribuídos).

Nesse novo mercado elétrico em transformação, o BNDES poderá auxiliar na avaliação de risco no momento em que forem introduzidas novas modalidades de comercialização e os novos serviços associados. No que toca ao papel de credor, os destaques para o futuro são ainda pouco explorados e merecem apoio financeiro diferenciado: energia a partir de resíduos sólidos urbanos (RSU), geração distribuída com sistemas de armazenamento, redes elétricas inteligentes e eficiência energética. Esses temas são exemplos de pioneirismo do BNDES ao definir uma política de crédito mais atrativa a temas ainda não priorizados por investidores ou por outros credores.

¹⁰ Regulamentado pelo Decreto 5.025/2004, o Proinfa foi um programa de contratação de energia da biomassa, eólica e de pequenas centrais hidrelétricas pela Eletrobras com preços diferenciados, mais caros do que as fontes tradicionais da época (hidrelétricas e térmicas).

¹¹ Implantação do contrato de quantidade para a fonte eólica, no qual o gerador assume os riscos de entrega da energia ao comprador, ficando exposto no mercado de curto prazo quando a geração entregue diverge do compromisso contratual de entrega.

¹² Leilões dedicados a fontes específicas e redução das tarifas de uso das redes, por exemplo.

Por fim, é destaque de vanguarda do BNDES seu anúncio ao mercado, em abril de 2018, de uma nova forma de apreçamento dos projetos de geração de energia no ambiente de contratação livre. É de conhecimento geral o fato de o ACL ser um mercado pouco maduro e padronizado, com perfis de contratos (maturidade e preços) heterogêneos e concentrados em horizontes de até quatro anos.

Esse mercado tem apresentado crescimento relevante e superior ao ACR no atual contexto de baixo crescimento econômico. Porém, seu financiamento ainda é escasso e preponderantemente de curto prazo. Para equacionar a questão do financiamento de longo prazo no ACL, o BNDES estimou e comunicou ao mercado um patamar de referência de preço de longo prazo, designado de PLD Suporte, definido para análises de crédito em 2018 em R\$ 90/MWh.

O PLD Suporte passou a ser aplicado a qualquer montante de energia não contratado durante todo o horizonte operacional dos geradores (até trinta anos de outorga), viabilizando, portanto, a avaliação de fluxo de caixa no longo prazo e o dimensionamento do crédito com prazo de pagamento compatível. Após o anúncio do BNDES, bancos comerciais e de fomento regionais definiram referências de preços para o ACL.